

УДК 620.191.33:620.194.8

ОЦІНКА МІЦНОСТІ ТРУБОПРОВІДІВ ІЗ КОРОЗІЙНО-МЕХАНІЧНИМИ ТРІЩИНОПОДІБНИМИ ДЕФЕКТАМИ

Р.С. Грабовський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,
e-mail: h r a b o v s k y u . r @ g m a i l . c o m

На прикладі тривало експлуатованих труб магістральних нафтогазопроводів „Дружба” та „Союз” проведено аналіз та здійснено порівняльну оцінку існуючих методик, норм та стандартів щодо розрахунку руйнівного тиску.

Розглянуто методики, норми та стандарти дозволяють інтерпретувати виявлені в процесі технічного діагностування корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти.

Використовуючи, результати експериментальних досліджень механічних характеристик тривало експлуатованих сталей магістральних нафтогазопроводів „Дружба” та „Союз”, встановлено числовим методом графічну залежність зміни величини руйнівного тиску труби від розмірів (глибини та довжини) експлуатаційних корозійно-механічних дефектів. Визначено умови, за яких можлива безпечна експлуатація труб магістральних нафтогазопроводів „Дружба” та „Союз”, а також умови, за яких експлуатація труб є неможливою.

Показано, що розрахунковий метод, запропонований співробітниками російської компанії АК „Транснефть”, найбільш консервативно враховує вплив тріщиноподібних корозійно-механічних пошкоджень при в'язкому руйнуванні трубопроводу.

Ключові слова: нафтопровід, газопровід, корозійно-механічний тріщиноподібний дефект, корозійно-втомна тріщина, руйнівний тиск.

На примере длительно эксплуатируемых труб магистральных нефтегазопроводов „Дружба” и „Союз” проведены анализ и сравнительная оценка существующих методик, норм и стандартов относительно расчета разрушающего давления.

Рассмотренные методики, нормы и стандарты позволяют интерпретировать обнаруженные в процессе технического диагностирования коррозионно-механические трещиноподобные дефекты.

Используя результаты экспериментальных исследований механических характеристик длительно эксплуатируемых сталей магистральных нефтегазопроводов „Дружба” и „Союз”, установлена числовым методом графическая зависимость изменения величины разрушающего давления трубы от размеров (глибины и длины) эксплуатационных коррозионно-механических дефектов. Определены условия, при которых возможна безопасная эксплуатация труб магистральных нефтегазопроводов „Дружба” и „Союз”, а также условия, при которых эксплуатация труб является невозможной.

Показано, что расчетный метод, предложенный сотрудниками русской компании АК „Транснефть”, наиболее консервативно учитывает влияние трещиноподобных коррозионно-механических повреждений при вязком разрушении.

Ключевые слова: нефтепровод, газопровод, коррозионно-механический трещиновидный дефект, коррозионно-усталостная трещина, разрушающее давление.

The analysis and the comparative assessment of existing methods, norms and standards for the calculation of the failure pressure are made on the example of long-term operated main oil and gas pipelines „Druzhba” and „Soiuz”.

The considered methods, norms and standards allow interpreting identified in the process of technical diagnostics corrosive-mechanical crack-like defects.

Using the results of experimental research of the mechanical specifications of long-term operated steels of main pipelines „Druzhba” and „Soiuz”, the graphical dependence of the change of the pipe failure pressure magnitude on the operating corrosive-mechanical defects sizes (depth and length) is determined by the numerical method. The conditions under which the pipelines „Druzhba” and „Soiuz” safe operation is possible and the conditions under which the operation of the pipes is not possible are determined.

It is shown that the calculation method proposed by members of the Russian company „Transneft” takes into account the effect of the corrosive-mechanical damage during the viscous destruction of the pipeline the most conservatively.

Keywords: oil pipeline, gas pipeline, corrosion-mechanical crack-like defect, corrosion fatigue crack, failure pressure.

Вступ

У процесі тривалої експлуатації нафтогазопроводів на їх поверхнях виникають корозійні дефекти у вигляді значних за розміром ділянок загальної корозії (рис. 1, а), корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти у вигляді виразок, каверн (рис. 1, б) та корозійно-втомні тріщини (рис. 1, в), які суттєво знижують їх експлуатаційну надійність та підвищують ри-

зик руйнування [1-3]. Слід зазначити, що руйнування окремої ділянки трубопроводу може призвести до катастрофічної аварійної ситуації і, як наслідок, до значних екологічних та економічних втрат, а в окремих випадках – до людських жертв [4, 6]. Оскільки 76% газо- та 78% нафтопроводів експлуатуються понад 25 років [4] і зростає ймовірність їх руйнування через корозію [5], то забезпечення надійної

експлуатації таких нафтогазопроводів є актуальною науково-технічною проблемою.

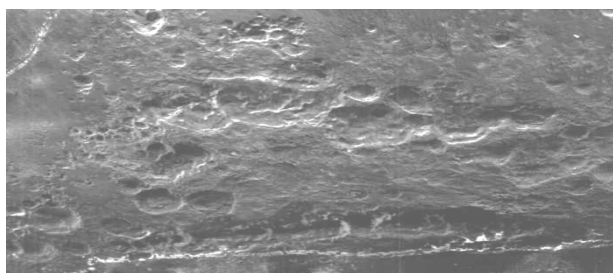
Задля запобігання аварійним ситуаціям у процесі експлуатації нафтогазопроводів проводять їх технічне діагностування методами неруйнівного контролю [6]. Таким чином виявляють ділянки трубопроводу, що містять як експлуатаційні, так і технологічні дефекти, визначають їх довжину, ширину, глибину та розміщення на поверхні труби. Якщо їх ширина $2b$ є малою величиною і задовольняє нерівності:

$$\begin{cases} b \leq 0,25 \cdot t; \\ b \leq c. \end{cases} \quad (1)$$

де t – товщина стінки труби;

c – глибина дефекту;

b – півширина дефекту [7], то такі дефекти відносять до корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів.



а)



б)



в)

Рисунок 1 – Зовнішні експлуатаційні корозійні (а), корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти (б) та корозійно-втомні тріщини (в) у стінці газопровідної труби

З метою спрощення розрахункових схем [8, 9] та отримання замкнених аналітичних розв'язків у рамках математичних моделей механіки деформованого твердого тіла проводять схематизацію виявлених дефектів [7], яка полягає у якнайповнішому врахуванні їх основних геометричних особливостей. Такий схематизо-

ваний дефект оцінюють на основі прийнятих норм, стандартів і методик [1, 10-16], та визначають ступінь ризику й можливість подальшої експлуатації трубопроводу.

В роботі на прикладі магістрального нафтопроводу „Дружба” (труба 530×7 мм, внутрішній робочий тиск 4,1 МПа) та магістрального газопроводу „Союз” (труба 1420×18,7 мм, внутрішній робочий тиск 7,4 МПа) наведено порівняльну оцінку розрахунків, проведених на основі існуючих норм, стандартів та методик [1, 10-12, 16] для труб з наявними корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами заданих розмірів, переважно орієнтованими вздовж осі труби, за умови, що руйнування відбувається за в'язким механізмом з повільним пластичним розкриттям тріщини на дні дефектів.

Об'єкт досліджень та методологічні засади розрахункових оцінок

Об'єктом розгляду є труба з зовнішнім діаметром D та товщиною стінки t (рис. 1, а), яка містить експлуатаційні зовнішні (рис. 1, а) або внутрішні (рис. 1, б) корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти, розташовані у напрямку, паралельному до її осі. Труба навантажена внутрішнім тиском $P=P_p$.

В основу критеріїв допустимості корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів у трубопроводах у багатьох нормативних документах покладено методи оцінювання дефектів, які ґрунтуються на повномасштабних натурних випробуваннях. У результаті цих випробувань визначалась величина руйнівного тиску, який пов'язаний з однією з характеристик міцності матеріалу (y_B або $y_{0,2}$). Ці “трубопровідно-орієнтовані” методики лежать в основі таких відомих у світі стандартів, як ASME B31G (1984) [10], RESTRENG (модифікований ASME B31G (1991)) [11], DNV RP-F101 [12], BGC/PS/P11 [13], а також методика ВРД 39-1.10-004-99 ОАО „ГАЗПРОМ” [14], яка враховує особливості російського стандарту [15].

Методичні засади оцінки міцності нафтогазопроводів з наявними корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами ґрунтуються на постулаті, що їх руйнування відбувається за в'язким механізмом [17] з повільним пластичним розкриттям тріщини в дефектах, що виникають під час експлуатації. Основним параметром, який характеризує процес пластично-в'язкого руйнування нафтогазопроводу, є руйнівний тиск, який визначається на підставі або натурних випробувань труб з корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами [18], або розрахунковим шляхом на підставі аналітичних залежностей різного типу [10-13, 15, 16, 19].

Цей методичний підхід ґрунтується на напівемпіричних рівняннях, при одержанні яких використано модель Дагдейла для пластичної зони, співвідношення Фоліаса, яке враховує особливості розподілу напружень біля вершини осевої тріщини в циліндричній оболонці, та

емпірично встановлені співвідношення, що зв'язують величину руйнівних напружень з глибиною тріщиноподібного дефекту [20].

Отже, у світовій літературі існує ряд загальноприйнятих процедур визначення величини руйнівного тиску для трубопроводів з наявними дефектами. Одним з перших стандартів оцінки граничного стану трубопроводу з різним співвідношенням відносної глибини дефекту до його максимального розміру уздовж трубопроводу є розроблений Американським товариством інженерів механіків стандарт ASME B31G (1984) [10], який дозволяє визначити величину руйнівного тиску P_f для зовнішніх корозійних дефектів параболічної форми:

$$P_f = \frac{2 \cdot 1,1 \cdot \sigma_{0,2} \cdot t}{D} \cdot \left[\frac{1 - (2/3) \cdot (c/t)}{1 - \frac{(2/3) \cdot (c/t)}{k}} \right], \quad (1)$$

де $k = \sqrt{1 + 0,8 \cdot \left(\frac{L}{D}\right)^2 \cdot \left(\frac{D}{t}\right)}$ для

$\sqrt{0,8 \cdot \left(\frac{L}{D}\right)^2 \cdot \left(\frac{D}{t}\right)} \leq 4$ (короткі дефекти)

та прямокутної форми:

$$P_f = \frac{2 \cdot 1,1 \cdot \sigma_{0,2} \cdot t}{D} \cdot [1 - (c/t)], \quad (2)$$

де $k = \infty$ для $\sqrt{0,8 \cdot \left(\frac{L}{D}\right)^2 \cdot \left(\frac{D}{t}\right)} > 4$ (довгі дефекти).

У 1991 році Американське товариство інженерів-механіків модифікувало цю процедуру розрахунку, запропонувавши на основі експериментальних досліджень труб з корозійними дефектами зі сталей американського виробництва, руйнування яких відбувалось за в'язким механізмом, емпіричну формулу для визначення руйнівних напружень:

$$\sigma_f = \sigma_{0,2} + 68,9 \quad (\text{МПа}). \quad (3)$$

Згідно з RESTRENG (модифікованого стандарту ASME B31G (1991)) [11] руйнівний тиск визначався залежністю:

$$P_f = \frac{2 \cdot (\sigma_{0,2} + 68,9) \cdot t}{D} \cdot \left[\frac{1 - 0,85 \cdot (c/t)}{1 - \frac{0,85 \cdot (c/t)}{k}} \right], \quad (4)$$

де $k = \sqrt{1 + 0,6275 \left(\frac{L}{D}\right)^2 \left(\frac{D}{t}\right) - 0,003375 \left(\frac{L}{D}\right)^4 \left(\frac{D}{t}\right)^2}$

для $\left(\frac{L}{D}\right)^2 \cdot \left(\frac{D}{t}\right) \leq 50$ (короткі дефекти),

$k = 3,3 + 0,032 \cdot \left(\frac{L}{D}\right)^2 \cdot \left(\frac{D}{t}\right)$ для

$\left(\frac{L}{D}\right)^2 \cdot \left(\frac{D}{t}\right) > 50$ (довгі дефекти).

Серед європейських стандартів найпоширенішими є норвезькі норми DNV RP-F101 [12]. DNV RP-F101 – це перший усесторонній і узагальнений спосіб розрахунку внутрішнього руйнівного тиску для трубопроводів з корозійними дефектами. Він базується на даних про зовнішній діаметр труби D , товщину її стінки t , напруження міцності матеріалу труби σ_B , довжину L і глибину дефекту c , однак сама форма дефекту не конкретизується. Тоді руйнівний тиск:

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \cdot \left[\frac{1 - (c/t)}{1 - \frac{(c/t)}{q}} \right], \quad (5)$$

де $q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left(\frac{L}{\sqrt{D} \cdot t}\right)^2}$.

У 2003 році Чой (J. B. Choi) зі співробітниками запропонував метод розрахунку руйнівного тиску [16], який базується на аналізі допустимих навантажень і обмежується елементарним аналізом корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів трубопроводів. Чой схематизував корозійні дефекти півеліпсом і запропонував визначати граничне навантаження як функцію безрозмірних параметрів c/t та $L/\sqrt{(D-2t) \cdot t}$, тобто:

$$P_f = \begin{cases} 0,9 \cdot \frac{2 \cdot y_B \cdot t}{D - 2t} \left[C_0 + C_1 \cdot \left(\frac{L}{\sqrt{(D-2t) \cdot t}} \right) + C_2 \cdot \left(\frac{L}{\sqrt{(D-2t) \cdot t}} \right)^2 \right], & \text{якщо } \frac{L}{\sqrt{(D-2t) \cdot t}} < 6; \\ 1 \cdot \frac{2 \cdot y_B \cdot t}{D - 2t} \left[C_3 + C_4 \cdot \left(\frac{L}{\sqrt{(D-2t) \cdot t}} \right) \right], & \text{якщо } \frac{L}{\sqrt{(D-2t) \cdot t}} \geq 6; \end{cases} \quad (6)$$

де $\begin{cases} C_0 = 0,06 \cdot \left(\frac{c}{t}\right)^2 - 0,1035 \cdot \left(\frac{c}{t}\right) + 1 \\ C_1 = -0,6913 \cdot \left(\frac{c}{t}\right)^2 + 0,4548 \cdot \left(\frac{c}{t}\right) - 0,1447 \\ C_2 = 0,1163 \cdot \left(\frac{c}{t}\right)^2 - 0,1053 \cdot \left(\frac{c}{t}\right) + 0,0292 \\ C_3 = -0,9847 \cdot \left(\frac{c}{t}\right) + 1,1101 \\ C_4 = 0,0071 \cdot \left(\frac{c}{t}\right) - 0,0126 \end{cases}$

Крім того, оцінку виникнення пластичного колапсу, тобто визначення руйнівного тиску P_f тривало експлуатованої газопровідної труби з зовнішніми довільно орієнтованими як з тріщинами, так і з корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами, розміщеними як в основному металі труби, так і в зварних швах, проводили за унікальною методикою, запропонованою співробітниками компанії АК „Транснефть” [1]. Дана методика узгоджена з діючим в Росії стандартом [15], згідно з яким критерієм допустимості корозійно-механічного тріщиноподібного дефекту прийнято зберігання статичної міцності дефектної труби за умови, що номінальні кільцеві напруження в ній рівні 95% границі плинності матеріалу труби. Згідно з цією методикою розрахунок внутрішнього руйнівного тиску P_f дефектної труби, що містить зовнішні тріщини або корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти довжиною L та максимальною глибиною c , базується на даних про параметри D , t та границю міцності σ_B матеріалу газопровідної труби відповідно до розрахункової залежності

$$P_f = \frac{\frac{y_B}{1,15}^3}{\cos^2 \alpha + m \frac{3}{3_k} \sin^2 \alpha} \frac{2t}{D}, \quad (7)$$

де коефіцієнти, що характеризують дефект:

$$z = \frac{1 - S/S_0}{1 - \frac{S/S_0}{g}} = \frac{1 - (c/t)}{1 - \frac{(c/t)}{g}},$$

$$\text{де } q = \sqrt{1 + 0,52 \frac{L^2}{D \cdot t}};$$

$$z_k = \frac{1 - S/S_0}{1 - \frac{S/S_0}{g}} = \frac{1 - (c/t)}{1 - \frac{(c/t)}{g}},$$

$$\text{де } g = \sqrt{1 + 0,08 \frac{L^2}{D \cdot t}};$$

площа дефекту $S = L \cdot c$;

площа умовно наскрізного дефекту

$$S_0 = L \cdot t,$$

μ – коефіцієнт, що враховує поздовжні і колові напруження в трубі при навантаженні її внутрішнім тиском:

$\mu = 0,5$ – для “незашемлених” трубопроводів (заплави рік, водні переходи, болота, нещільні ґрунти;

$\mu = 0,3$ – для “зашемлених” трубопроводів (щільні ґрунти).

Слід зауважити, що вищеописані підходи дають правильний результат, якщо їх застосовують у межах, визначених умовами експерименту. За межами експерименту такі підходи можуть дати неправильний результат, оскільки не враховують додаткових умов (наприклад – зсув ґрунту, температурний вплив і т.д.) [7].

Визначивши за однією з наведених вище методик руйнівний тиск для трубопроводу з дефектом, можна за прийнятою в Європі процедурою оцінки міцності елементів конструкцій [21, 22] визначити коефіцієнт запасу міцності (коефіцієнт безпеки) як відношення максимального робочого P_p до розрахованого руйнівного P_f тиску в трубопроводі:

$$S_r = \frac{P_p}{P_f}. \quad (8)$$

Таким чином, величина руйнівного тиску P_f залежить від розмірів корозійно-механічного тріщиноподібного дефекту чи корозійновтовної тріщини (L , c), параметрів труби (D , t), а також від механічних характеристик міцності ($\sigma_{0,2}$, σ_B) тривало експлуатованого металу труби.

Метою розрахункових досліджень було визначення меж застосування існуючих норм, стандартів та методик [1, 10-12, 16] для оцінки статичної міцності тривало експлуатованих нафтогазопровідних труб із експлуатаційними тріщиноподібними дефектами, та визначення безпечних умов їх експлуатації.

Результати чисельних досліджень та їх обговорення

Досліджувався вплив відносної глибини та довжини дефекту на працездатність труб магістрального нафтопроводу „Дружба”, виготовленого із сталі 10Г2БТЮЗ ($\sigma_{0,2} = 438,9$ МПа, $\sigma_B = 583,3$ МПа) та магістрального газопроводу виготовленого із сталі 10Г2ФБ „Союз” ($\sigma_{0,2} = 545,4$ МПа, $\sigma_B = 623,5$ МПа). Механічні характеристики (σ_B , $\sigma_{0,2}$) тривало експлуатованого металу нафтогазопроводів визначали за відомою методикою [23].

Згідно з процедурою SINTAP [21] безпечними (пороговими) вважалися такі гранично допустимі розміри дефектів, наявність яких не впливала на безпечну експлуатацію нафтогазопроводів, тобто коефіцієнт запасу міцності S_r був менший за 0,5. За недопустимі (критичні) вважалися дефекти, розміри яких не дозволяли експлуатацію газопроводу, тобто згідно з процедурою SINTAP коефіцієнт запасу міцності S_r був більшим за 1,0.

Розглядалися дефекти довжиною від 10 до 1000 мм. Початкова розрахункова глибина дефекту становила 10% від товщини стінки труби, а максимально допустима глибина дефекту складала 80% товщини стінки трубопроводу [7]. Руйнівний тиск визначався з кроком, який становив 10% від товщини стінки труби.

Результати проведених за методиками [1, 10-12, 16] розрахунків, відображені на рисунках 2-4 у вигляді графічних залежностей відносної глибини дефекту c/t від його довжини L .

Вони дають змогу оцінити специфічну мінімальну границю плинності для трубопроводу з різним співвідношенням дефекту та його максимального розміру.

Розрахунки виконані з використанням американського стандарту [10] свідчать про те, що він не враховує вплив корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів довжиною до 500 мм для розглядуваних нами газопровідної труби (рис. 2, а) та дефектів довжиною до 200 мм для нафтопровідної труби (рис. 2, б) що, очевидно, збільшує ризик руйнування нафтогазопроводів з такими дефектами. У зв'язку з цим розрахунок на основі американського стандарту [10] доцільно застосовувати для корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів з довжиною ($L \geq 0,5 \text{ м}$) та глибиною ($c \geq 0,5 \cdot t$) (рис. 2).

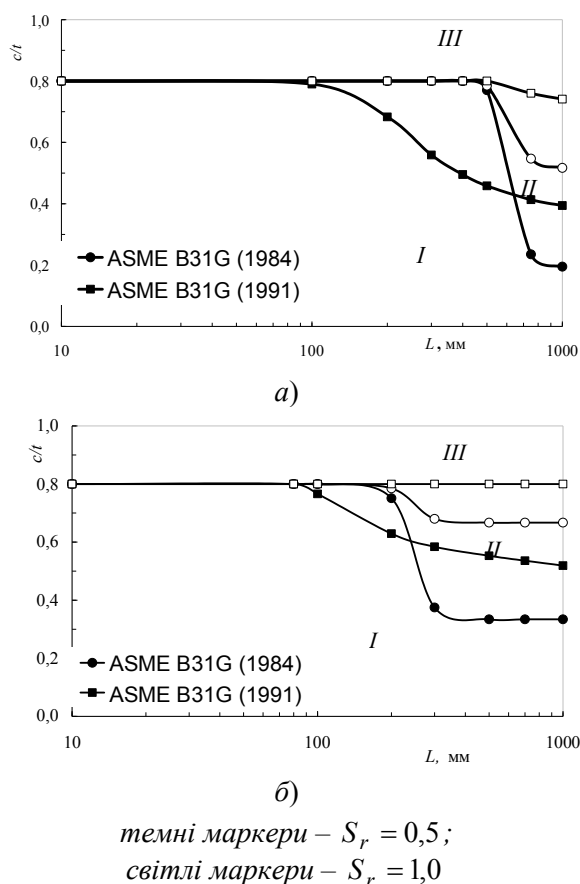


Рисунок 2 – Залежності відносної глибини дефекту в газо- (а) та нафтопроводі (б) від його довжини, розраховані за методами [10, 11]

Модифікований американський стандарт [11] дає змогу для нафтогазопроводів інтерпретувати значно більший діапазон виявлених корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів. Зокрема для розглядуваних газопроводу цей діапазон є в межах $100 \text{ мм} \leq L \leq 1000 \text{ мм}$, а для нафтопроводу він складає $80 \text{ мм} \leq L \leq 1000 \text{ мм}$ (див. рис. 2).

Таким чином, для коректної інтерпретації виявлених в процесі технічного діагностування дефектів більш доцільно використовувати модифікований американський стандарт [11].

Отримані графічні залежності дають можливість встановити області дозволених (I) і недозволених (III) експлуатаційних дефектів нафто- та газопроводу, та перехідну область II (розміщену між I та III областями), у якій експлуатація досліджуваних нафтогазопроводів без проведення ремонтних робіт з ліквідації наявних дефектів можлива лише за умови зменшення робочого тиску.

Аналіз результатів чисельних розрахунків (рис. 3), одержаних при використанні модифікованого американського стандарту [11], норвезьких норм [12] та методу Чойя (J. B. Choi) [16], свідчить, що існує незначна відмінність в оцінці розглядуваних областей (I-III).

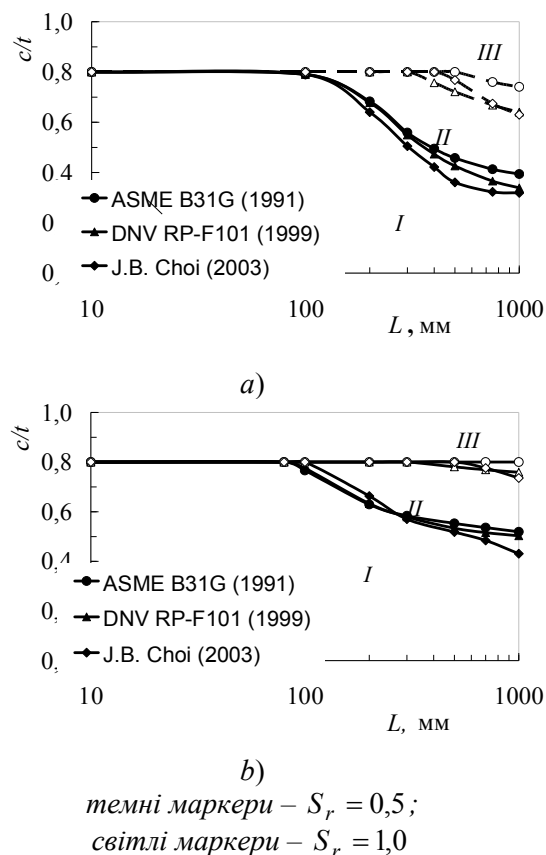


Рисунок 3 – Залежності відносної глибини дефекту в газо- (а) та нафтопроводі (б) від його довжини, розраховані за методами [11, 12, 16]

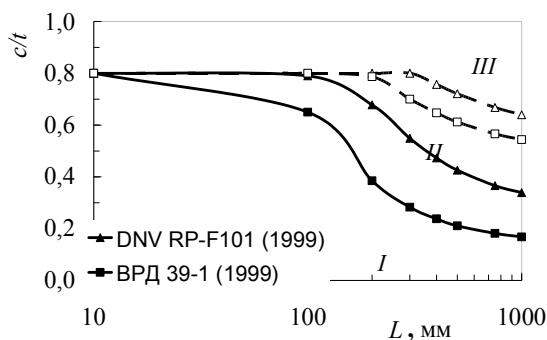
Дані підходи також враховують вплив довжини дефектів на можливість експлуатації досліджуваних газопроводу з дефектами в інтервалі від 100 мм до 1000 мм та нафтопроводу з дефектами в інтервалі від 80 до 1000 мм (рис. 3). Зауважимо, що методика Чойя (J. B. Choi) [16] більш жорстко встановлюють межі області дозволених (I) експлуатаційних дефектів для досліджуваних нафтогазопроводів.

Однак, з-поміж розглянутих процедур визначення руйнівного тиску P_f найбільш доцільно при оцінці впливу розмірів (c/t , L) експлуатаційних корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів на статичну міцність дефектного трубопроводу використовувати норвезькі норми [12].

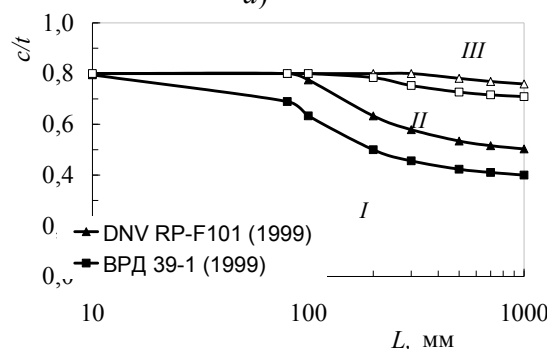
Методика [14] визначення технічного стану магістральних трубопроводів із тріщиноподібними дефектами базується на класичній моделі, яка складає основу американського стандарту ASME B31G (1984) [10]. Однак, вона після великої кількості натурних експериментальних досліджень дефектних трубопроводів значно перероблена та доповнена і вперше у світі враховує не тільки довільну орієнтацію тріщиноподібних дефектів, але і їх розміщення як в основному металі труби, так і в зоні зварного шва [1].

Слід зауважити, що виявлені засобами технічної діагностики корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти глибиною до $c/t = 0,8$ та довжиною відповідно для нафтопроводу до 80 мм і газопроводу до 100 мм (див. рис. 3) не призводить до пластичного руйнування труби. В цьому випадку можливе лише утворення одиничного наскрізного отвору (свища), однак наявність таких отворів в процесі експлуатації нафтогазопроводів неприпустима [7, 19].

Порівняльний аналіз результатів чисельних розрахунків (рис. 4), одержаних при використанні методики [1] та норвезьких норм [12], свідчить, що методика [1] є найбільш консервативною при оцінці експлуатаційних тріщиноподібних дефектів довжиною $L \leq 1000$ мм. Це, очевидно, пов'язано з тим, що в її основу закладено найбільш жорстку умову зберігання статичної міцності дефектної труби.



а)



б)

темні маркери – $S_r = 0,5$;

світлі маркери – $S_r = 1,0$

Рисунок 4 – Залежності відносної глибини дефекту в газо- (а) та нафтопроводі (б) від його довжини, розраховані за методами [1, 12]

Слід зауважити, що в основі „трубопроводних” методик при визначенні руйнівного тиску (P_f) дефектної труби трубопроводу використовують границю міцності (σ_B) або границю плинності ($\sigma_{0,2}$) її металу, які в процесі тривалої експлуатації незначно (6-8%) змінюються [24]. Порівняння натурних результатів досліджень величини руйнівного тиску (P_f) та їх розрахункові значення відрізняються на 17% [25]. Також при визначенні руйнівного тиску (P_f) труби, необхідно враховувати деформаційне старіння (деградацію властивостей) її металу [4, 26]. Відомо [27, 28], що коефіцієнт зниження міцності трубопроводу в процесі тривалої експлуатації враховує як зміцнення сталі, так і її деформаційне старіння.

Завданням подальших досліджень є розробка та апробація методики оцінки величини руйнівного тиску (P_f) дефектного трубопроводу, яка б більш повно враховувала тривалі терміни його експлуатації.

Висновки

1. Стандарт ASME B31G (1984) [0] враховує вплив експлуатаційних тріщиноподібних дефектів, більших за 500 мм для газопровідної та відповідно – 200 мм для нафтопровідної труб.

2. Модифікований стандарт ASME B31G (1991) [11], норми DNV RP-F101 [12] та метод Чойа (J. B. Choi) [16] враховують вплив експлуатаційних тріщиноподібних дефектів на статичну міцність нафтогазопровідних труб в межах $80 \text{ мм} \leq L \leq 1000 \text{ мм}$. Причому, поміж розглянутих процедур визначення руйнівного тиску P_f дефектних тривало експлуатованих труб, доцільно при оцінці їх працездатності використовувати норвезькі норми DNV RP-F101 [12].

3. Найбільш консервативно враховує вплив типових для експлуатаційної практики корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів довжиною $L \leq 1000$ мм методика [11] узгоджена з діючим в Росії стандартом [15].

Література

- 1 Мазур И. И. Безопасность трубопроводных систем / И. И. Мазур, О. М. Иванцов. – М.: Елима, 2004. – 1104 с.
- 2 Щербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа / С. Г. Щербаков. – М.: Наука, 1982. – 207 с.
- 3 Иванцов О. М. Надежность магистральных трубопроводов / О. М. Иванцов, В. И. Харитонов. – М.: Недра, 1978. – 167 с.
- 4 Крижанівський Є. І. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: [наук.-техн. посіб. у 3-х т.] / Є. І. Крижанівський, Г. М. Никифорчин; під заг. ред. В. В. Панасюка. – Івано-Франківськ – Львів: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2011. – Т. 1: Основи оцінювання деградації трубопроводів. – 2011. – 457 с.

- 5 Борисенко В. Коррозионное разрушение газопроводов / Владимир Борисенко, Юрий Нихаенко, Виктор Крикун // Проблемы коррозии та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006): у 2-х томах [спецвипуск журналу „Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: VIII міжн. конф.-вист., 6-8 черв. 2006 р.: збірник праць. – 2006. – Спец. вип. №5. – С. 296-299.
- 6 Ничипоренко М. В. Досвід діагностування магістральних газопроводів ДК "Укртрансгаз" за допомогою внутрішньо трубних інспекцій поршнів / М. В. Ничипоренко, Є. Б. Іваник // Трубопровідний транспорт. – 2010. – № 6 (66). – С. 7-8.
- 7 ДСТУ–Н Б В.2.3.-21:2008 Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами – К.: Мінрегіонбуд України, 2008. – 68 с.
- 8 Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник / під заг. ред. В. В. Панасюка / [Г. М. Никифорчин, С. Г. Поляков, В. А. Черватюк, І. В. Ориняк та ін.]; – Львів: Сполом, 2009. – Том 11: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів; під ред. Г. М. Никифорчина – 504 с.
- 9 Pluvina G. Pipe defect assessment based on limit analysis, failure assessment diagram and subcritical crack growth / G. Pluvina // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2006. – Т. 42, № 1. – С. 119-127.
- 10 American National Standard Institute (ANSI) / American Society of Mechanical Engineers (ASME). Manual for determining strength of corroded pipeleines. ASME B31G, 1984.
- 11 ASME B31G-1991. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. – New York, USA: The American Society of Mechanical Engineers, American National Standard Institute, 1991.
- 12 DNV-RP-F1001: Corroded pipelines. – Det Norske Veritas. – 1999.
- 13 British Gas engineering standard BGS/PS/P11: Procedures for inspection and repair of damaged steel pipelines (Designed to operate at pressure above 7 bar), December 1983.
- 14 Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса: ВРД 39-1.10-004-99 ОАО „ГАЗПРОМ”. – Введ. 2000-02-15. – М.: ООО “ИРЦ Газпром” – 40 с.
- 15 Магистральные трубопроводы. Строительные нормы и правила: СНиП 2.05.06-85*. – [Действителен с 1996-11-10]. – М.: ВНИИСТ Миннефтегазстроя, 1997. – 47 с.
- 16 Choi J. B. Development of limit load solutions for corroded gas pipelines / J. B. Choi, B. K. Goo, J. C. Kima [et al.] // Int. J. Pressure Vessel and Piping. – 2003. – Vol. 80, №2. – P. 121-128.
- 17 Броек Д. Основы механики разрушения / Д Броек – М.: Высш. шк., 1980. – 368 с.
- 18 Натуральные испытания труб и ремонтных конструкций на испытательном полигоне ОАО ВНИИСТ / Варламов Н. В., Макаров Г. И., Поликарпов К. В. // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2010. – № 6 (22). – С. 4-7.
- 19 Смоляк Т. І. Розрахунок міцності газопроводів з корозійними дефектами / Т. І. Смоляк, І. І. Капцов, В. І. Холодов [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 4. – С. 31-33.
- 20 Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО “Газпром” СТО Газпром 2-3.5-252-2008. – Введ. 2009-04-15. – М.: ООО “ИРЦ Газпром” – 60 с. – (Стандарт организации).
- 21 SINTAP: Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry. Final Procedure, 1999. Brite-Euram Project No BE95-1426. – Rotherham: British Steel, 1999.
- 22 R/H/R6 „Assessment of the Integrity of Structures Containing Defects”. – British Energy General Ltd. 4th edition, 2000.
- 23 Фридман Я. Б. Механические свойства металлов. Механические испытания. Конструкционная прочность: в 2 т. / Я. Б. Фридман. – М.: Машиностроение, 1974. – Т.2. – 368 с.
- 24 Красовський А. Я. Оцінка залишкового ресурсу трубопроводу, ушкодженого стресс-корозією / А. Я. Красовський, І. В. Ориняк, І. В. Лохман // Трубопровідний транспорт. – 2011. – № 2 (68). – С. 18-21.
- 25 Грабовський Р. С. Оцінка міцності нафтопроводу з корозійно-механічними дефектами / Р. С. Грабовський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 3 (36). – С. 38-42.
- 26 Никифорчин Г. М. Чутливість механічних, корозійно-механічних та електрохімічних властивостей до експлуатаційної деградації сталей магістральних трубопроводів / Г. М. Никифорчин, О. Т. Цирульник, М. І. Греділь // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2007-2009 рр.: зб. статей; під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України. Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2009. – С. 29-32.
- 27 Гумеров А. Г. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов / А. Г. Гумеров. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 310 с.
- 28 Середюк М. Д. Трубопровідний транспорт нафти та нафтопродуктів: [підручник для студ. вищ. навч. закл.] / М. Д. Середюк, Й. В. Якимів, В. П. Лісафін. – Івано-Франківськ: Кременчук, 2001. – 517 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
05.09.14

Рекомендована до друку
професором Івасівим В.М.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Стацюком М.Г.
(відділ фізичних основ руйнування та міцності
матеріалів Фізико-механічного інституту
ім. Г.В.Карпенка НАН України, м. Львів)